

01 El pool sube un 21,1 % en septiembre

El mercado mayorista español cerró septiembre en 143,26 €/MWh, un 21,1 % más que en agosto y un 134,7 % por encima de septiembre de 2025. Es el nivel mensual más alto desde 2022. El calor, el gas y la menor aportación eólica explican el encarecimiento.

143,26 €/MWh

POOL SEPTIEMBRE

25,37 €/MWh

COSTES DEL SISTEMA*

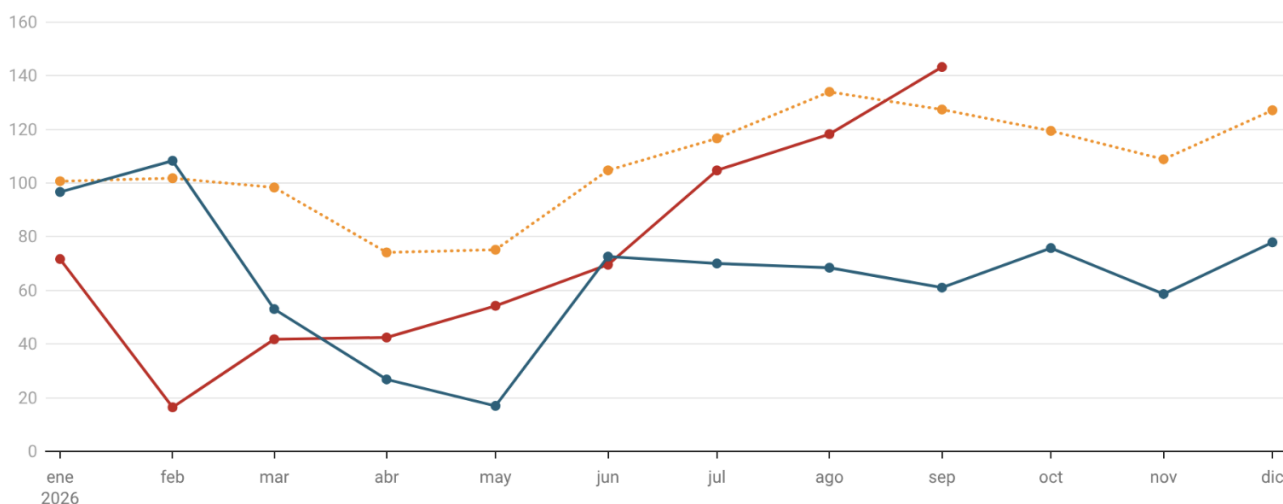
168,63 €/MWh

REFERENCIA AGREGADA*

* Datos provisionales. La referencia agregada no equivale al precio final de la factura.

Precio del mercado eléctrico en €/MWh (OMIE) · Septiembre 2026

— 2026 — 2025 - - - Promedio 5 años



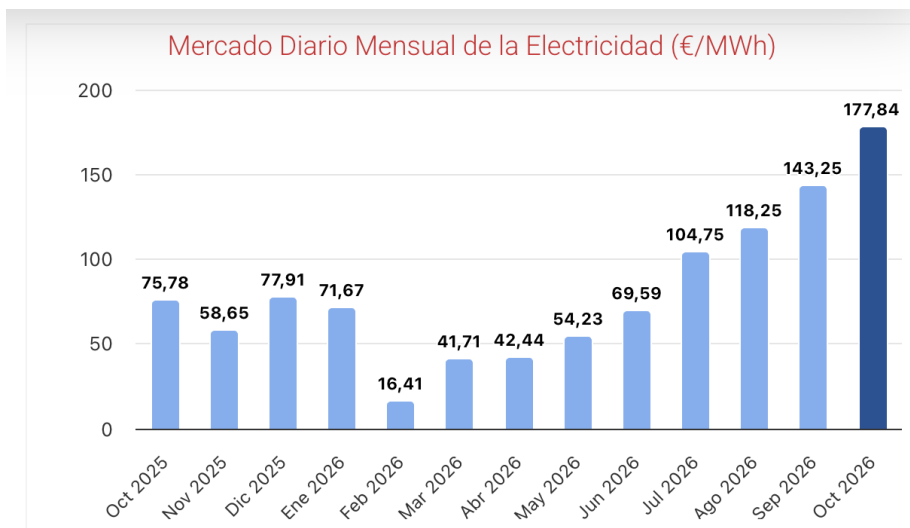
Las claves del mes

Más demanda: el consumo eléctrico creció un 14,46 % interanual. Más respaldo térmico: la producción de ciclos combinados aumentó un 33,8 %. Gas más caro: el TTF subió un 22,8 % mensual. Menos margen ante el invierno: las reservas europeas cerraron en el 71,54 %.

Para la empresa, la media mensual es solo el punto de partida. La distribución del consumo, los componentes repercutidos y las condiciones del contrato determinan el impacto real sobre su coste energético.

02 Siete meses consecutivos de subida

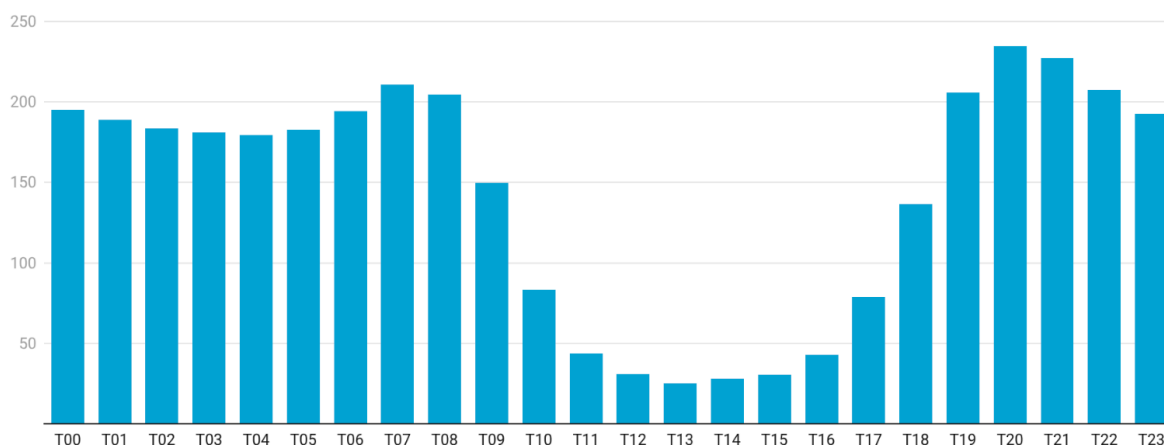
Desde los 16,41 €/MWh de febrero, el pool ha subido cada mes hasta septiembre: aproximadamente un 773 %, es decir, 8,73 veces el nivel de febrero. Julio (104,75), agosto (118,25) y septiembre acumulan tres cierres consecutivos por encima de 100 €/MWh.



03 La diferencia entre horas condiciona el coste

El informe de septiembre sitúa el promedio entre las 10:00 y las 18:00 en 45,32 €/MWh. Al desaparecer la producción solar y aumentar la aportación del gas, la referencia indicada alcanza 192,17 €/MWh. La diferencia entre ambas referencias es de 146,85 €/MWh.

Precio horario del mercado diario (€/MWh) · Septiembre 2026



En un contrato indexado, desplazar consumos flexibles hacia horas de menor precio puede reducir el coste de compra. Con autoconsumo, importa especialmente la curva residual que se compra a la red: si se concentra al anochecer, puede tener un precio medio superior al pool mensual.

04 El calor y la menor eólica elevan el uso del gas

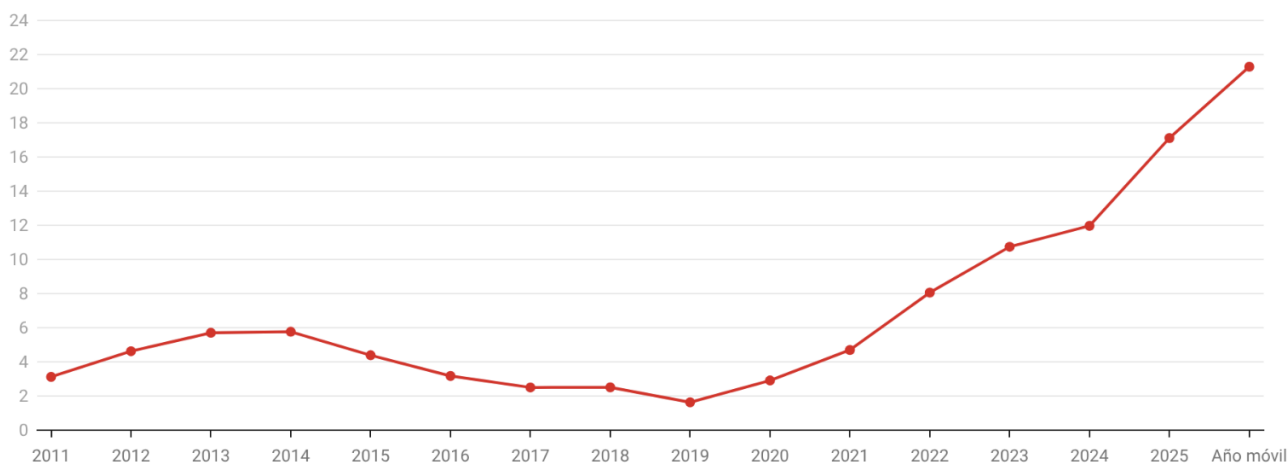
La demanda real creció un 14,46 % interanual. Frente a septiembre de 2025, la eólica produjo un 17,7 % menos, los ciclos combinados un 33,8 % más y la fotovoltaica un 25,1 % más. Entre las 20:00 y las 24:00, los ciclos llegaron a cubrir cerca del 30 % de la demanda y los precios superaron los 220 €/MWh.

Tecnología	Participación en el mix
Fotovoltaica	26,3 %
Ciclos combinados	20,8 %
Nuclear	20,4 %
Eólica	14,1 %
Resto de tecnologías	18,4 %

05 Del pool al coste energético agregado

Los 25,37 €/MWh de costes del sistema, todavía provisionales, elevan la referencia agregada a 168,63 €/MWh. En los últimos doce meses, estos costes han promediado 21,29 €/MWh. Los servicios de ajuste y las necesidades de operación mantienen un peso relevante.

Evolución de los costes del sistema (€/MWh)

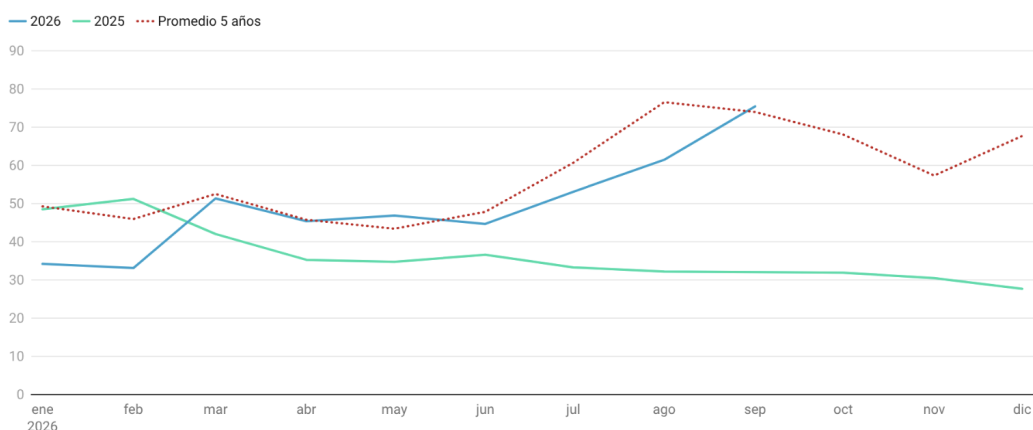


Esta suma no incluye necesariamente todos los conceptos de un suministro. Peajes, cargos, pérdidas, margen comercial e impuestos deben tratarse según el contrato. En ofertas con servicios de ajuste repercutidos, su evolución debe incorporarse a la comparación entre alternativas.

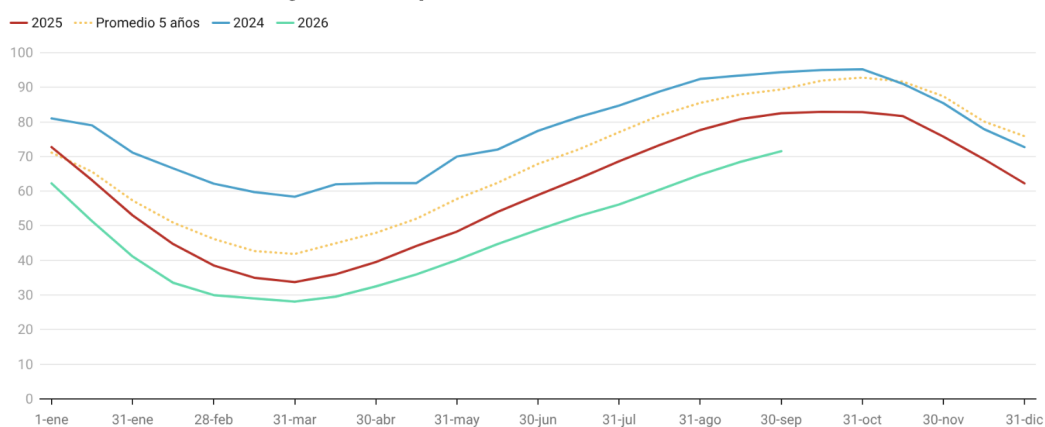
06 El gas mantiene la presión ante el invierno

El TTF promedió 75,46 €/MWh, un 22,8 % más que en agosto. El MIBGAS alcanzó 77,56 €/MWh, un 25,4 % más mensual y un 143,5 % más interanual, según la información de septiembre. Las restricciones al tránsito de GNL por Ormuz y el almacenamiento europeo limitado sostienen la tensión.

Precio diario de gas TTF (€/MWh)



Nivel de las reservas de gas en Europa



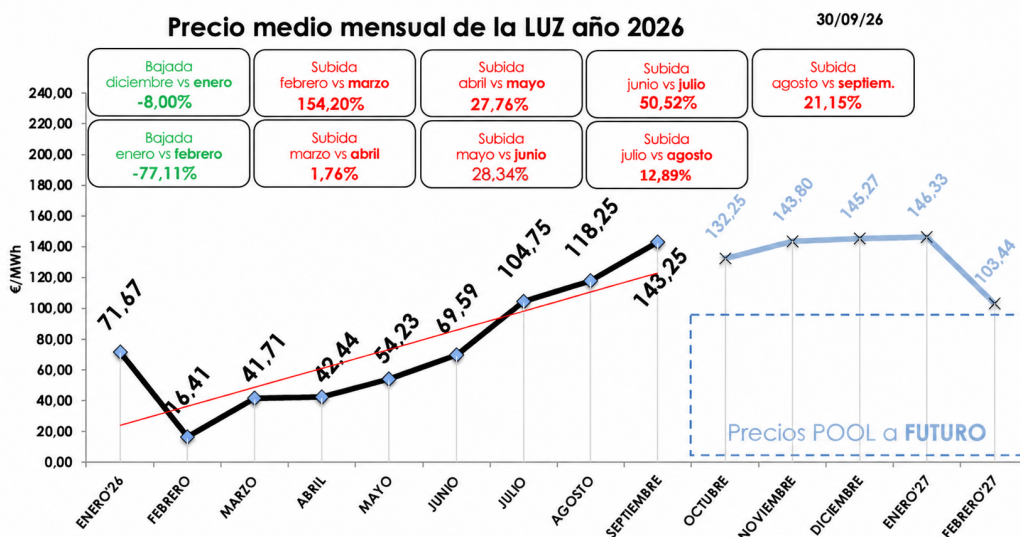
La sesión MIBGAS del 28 de septiembre situó el producto diario con entrega el 29 de septiembre en 74,87 €/MWh. Es una cotización diaria, distinta de la media mensual. El material aportado sitúa las referencias de finales de septiembre de 2025 entre 31,49 y 32,14 €/MWh.

El riesgo para la industria se transmite por dos vías: el coste directo del combustible en los procesos y su efecto sobre la generación eléctrica con ciclos combinados. La recuperación eólica o unas temperaturas más suaves pueden aliviar la electricidad, aun cuando el gas permanezca elevado.

07 Futuros: distinguir el cierre de las actualizaciones

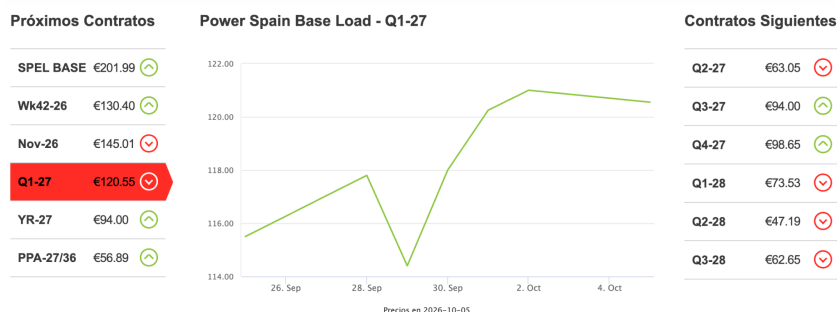
La fotografía facilitada al cierre de septiembre recoge los siguientes futuros de electricidad, en €/MWh. Son precios de contratación a plazo, no futuros de gas ni una predicción segura del pool.

Mensuales	€/MWh	Otros horizontes	€/MWh
Octubre 2026	132,25	Q4 2026	140,40
Noviembre 2026	143,80	Q1 2027	116,33
Diciembre 2026	145,27	Año 2027	88,13
Enero 2027	146,33	Año 2031	50,65
Febrero / marzo 2027	103,44 / 97,95		



Con los futuros de octubre a diciembre de esta fotografía, la estimación aportada sitúa el promedio anual de 2026 en torno a 90,30 €/MWh, por encima de los 87,43 €/MWh de 2023. Es un escenario condicionado, no un cierre observado ni una previsión garantizada.

Actualización posterior al cierre: 5 de octubre



08 Nuevas referencias de contratación a plazo

Futuro Mercado Electricidad					
MESES		TRIMESTRES		AÑOS	
Périodo	Precio €/MWh	Trimestre	Precio €/MWh	Año	Precio €/MWh
Nov 2026	145.01	Q1 2027	120.55	Año movil	94.06
Dic 2026	144.01	Q2 2027	63.05	2027	94
Ene 2027	148.5	Q3 2027	94	2028	62.65
Feb 2027	127.8	Q4 2027	98.65	2029	59.25
Mar 2027	86.01	Q1 2028	73.53	2030	55.5
Abr 2027	48.49	Q2 2028	47.19	2031	53.25

09 Valoración del escenario

Septiembre confirma un contexto de costes elevados: mayor demanda, menor producción eólica, más generación térmica y gas caro. Según el resumen estadístico aportado, todas las medias diarias superaron 100 €/MWh, el 63,89 % de las horas superó 140 €/MWh y el mes concentró nueve de los diez días más caros del año. Ese resumen lo sitúa como el segundo septiembre más caro desde 1998; estas clasificaciones se mantienen como referencias del material recibido, sin recálculo de la serie diaria.

Prudencia con el precio fijo: nuestro criterio en este escenario es evitar cerrar de forma precipitada todo el consumo a largo plazo en niveles elevados. Para quienes no dispongan ya de un precio fijo contratado, consideramos preferible mantenerse en un contrato indexado flexible y sin permanencia, asumiendo su exposición a las variaciones del mercado. Conviene estudiar alternativas flexibles o coberturas parciales según cada suministro, sin asumir que esperar garantice precios más bajos. La duración del compromiso y las cláusulas de revisión son tan relevantes como el precio ofertado.

CAE como oportunidad de ahorro: los Certificados de Ahorro Energético permiten monetizar ahorros acreditados y recuperar parte de la inversión en eficiencia. Global Insitec puede estudiar actuaciones ejecutadas o previstas en equipos y procesos, comprobar su elegibilidad y valorar su retorno económico. La contraprestación depende del ahorro verificable y de las condiciones de cesión; no es un ingreso automático.